

# UPME

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA

## ESTUDIO SOBRE EL "DESARROLLO DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN EL PAÍS"

INFORME EJECUTIVO



AENE LTDA

UPME

001  
v.2

Santafé de Bogotá D.C., Mayo 6 de 1996

AENE LTDA  
Resumen Ejecutivo

Documento No: AN137-F000-IF00-2-00  
Rev: 00  
Fecha: 30/04/96

### LISTA DE DISTRIBUCIÓN

Las copias de este documento fueron entregadas a los siguientes departamentos de la empresa:

PERSONA	CARGO	COPIAS
Ing. Arcenio Torres	Interventor UPME	2

UPME  
001  
v.2

**ÍNDICE DE MODIFICACIONES**

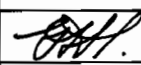
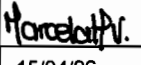
Índice de Revisión	Sección Modificada	Fecha de Modificación	Observaciones
00			

**DOCUMENTO: RESUMEN EJECUTIVO**

**CONTRATO No.: 145/95**

**NOMBRE DEL CONTRATO: "ESTUDIO SOBRE EL DESARROLLO DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN EL PAÍS"**

**REVISIÓN Y APROBACIÓN**

Actividad: Resumen Ejecutivo						
Título documento: Resumen Ejecutivo						
Documento No. AN137-F000-IF00-2-00						
A	NUMERO DE REVISIÓN		0	1	2	3
P R O	Responsable por elaboración	Nombre				
		Firma				
		Fecha				
B A C	Responsable por revisión	Nombre	G. Hernandez			
		Firma				
		Fecha	15/04/96			
I O N	Control calidad	Nombre	M. Hernandez			
		Firma				
		Fecha	15/04/96			

## 1. INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente demanda presentada en los últimos años en el sector de recursos energéticos, principalmente de energía eléctrica, el gobierno vio la necesidad de fomentar estrategias para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica y el eficiente uso de los recursos energéticos primarios.

Procediendo en consecuencia, el Ministerio de Minas y Energía, por intermedio de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), esta planteando estrategias para incentivar el uso eficiente y racional de la energía. Algunas de estas son: la orientación de la demanda de energía eléctrica, la optimización de los procesos de generación y distribución de energía eléctrica y la sustitución de energéticos.

Como un paso importante dentro de la estrategia de la optimización de los procesos de generación, se encuentra el apoyo a la COGENERACION en el sector industrial. La COGENERACIÓN, se define como la producción secuencial y simultánea de potencia eléctrica y/o mecánica, y vapor o calor para procesos, lo cual optimiza el uso de la energía suministrada por el combustible, para así maximizar la energía producida para consumo. Las plantas de cogeneración son más eficientes que las plantas para producir únicamente potencia, debido a que se utiliza un calor residual que de otra manera se desperdiciaría. Debido a que el sector industrial, presenta simultáneamente grandes demandas de energía eléctrica y térmica, la implementación de proyectos de cogeneración sería viable en la medida en que su ejecución represente ahorros por compra de energía eléctrica y producción de energía térmica.

La UPME procediendo de acuerdo a estos lineamientos emprendió el estudio sobre el "DESARROLLO DEL POTENCIA DE COGENERACIÓN EN EL PAÍS" que logro establecer un potencial Técnico-Económico de cogeneración el base a una encuesta representativa del sector industrial con demandas de energía térmica y eléctrica. Adicionalmente como parte del estudio se desarrollo un modelo de selección óptima técnico-económico de alternativas aplicables a cada industria o caso particular, el cual constituye una herramienta de análisis al servicio de la UPME para posteriores análisis que permitan en forma sistematica integrar la cogeneracion al contexto

---

global de la planeacion del sector energetico y del sector eléctrico específicamente.

A continuación se presenta el resumen de los distintos apartes que comprendió el presente estudio, en el cual se tratan aspectos relacionados con la estimación del potencial de cogeneración, estado de arte de la cogeneración, aspectos ambientales relacionados con la implementación de esta clase de proyectos y aspectos reglamentarios y comerciales.

## 2. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COGENERACION

El potencial estimado se calculó con base en una encuesta realizada a nivel nacional, sobre aquellas industrias que demandan energía eléctrica y energía térmica en sus procesos. El presente estudio define tres clases de potenciales, que son:

- Técnico : este potencial se calcula considerando la factibilidad de usar las tecnologías disponibles en el mercado y aplicables a las necesidades de cada industria.
- Económico : es la parte del potencial técnico que presenta indicadores de rentabilidad financiera adecuados, y que podrían ser implementados por la industria debido las ventajas técnicas y económicas que aportaría el proyecto de cogeneración.
- De Mercado : hace parte del potencial económico y es aquel que tiene verdaderas posibilidades de aplicación, ya que este debe considerar aspectos de reglamentación, legales, operativos, financieros y el deseo del probable cogenerador en desarrollar el potencial.

Debido a que el verdadero interés de un ente planificador es conocer el potencial más probable que podría implementarse, el objetivo de este estudio es identificar el potencial técnico y económico, que podría considerarse en el plan de expansión, ya que puede representar una contribución importante a la oferta de generación de energía eléctrica y además incidir sobre el ahorro de recursos energéticos primarios.

### 2.1 METODOLOGÍA PARA EL CALCULO DEL POTENCIAL

El calculo del potencial se dividió en etapas secuenciales, las cuales se identificaron con el fin de tener un manejo adecuado de la información existente y recopilable, simplificación de los cálculos, y manejo de resultados con el fin de lograr conclusiones coherentes factibles. Las etapas que se definieron son:

- Identificación de proyectos técnicamente viables, en base a la encuesta SIE realizada por el Ministerio de Minas y Energía.

- Realización de una encuesta a nivel industrial, para la caracterización técnica y económica de cada industria.
- Modelo para el calculo del potencial
  - Tecnologías aplicables.
  - Identificación y cuantificación de las variables que inciden en el modelo de selección y optimización.
- Clasificación de resultados por tecnología e identificación del potencial técnico en cada caso.
- Análisis por industria para identificar la mejor tecnología aplicable en cada caso y el potencial técnico total de cogeneración.
- Evaluación del proyecto para cada industria desde el punto de vista financiero.
- Calculo del potencial de cogeneración

## **2.2 INDUSTRIAS ANALIZADAS**

La estimación del potencial de cogeneración, se baso en un total de 53 encuestas de un total de 150 enviadas a las potenciales industrias cogeneradoras. Del total de las encuestas analizadas, el 87,5% corresponde a demanda por energía térmica, mientras el 12.5% restante corresponde a demanda por energía eléctrica. Los sectores que tuvieron mayor participación en la muestra analizada son los sectores de los químicos, plásticos y textiles (49%), alimentos, bebidas y tabaco (20%) y papel e imprenta (18%). En la tabla 1 y figura 1 se muestran los resultados generales de la muestra de acuerdo al sector de actividad económica de la industria:

SECTOR	Muestra analizada				
	Información recibida en las encuestas				
	Número de Industrias	Potencia prom. total [kW]	Carga eléctrica total [kBTU/hora]	Demanda térmica Total [kBTU/HORA]	Demanda energía Total [kBTU/HORA]
ACTIVIDAD ALIMENTOS, BEBIDAS Y TABACO	18	54,880	187,257	2,115,250	2,302,507
TEXTIL Y CONFECCIONES	10	69,444	236,953	1,220,366	1,457,319
QUIMICOS, PLASTICOS Y CAUCHO	11	122,112	418,663	5,246,733	5,663,395
MADERA Y MUEBLES	1	3,340	11,398	12,801	24,196
PAPEL E IMPRENTA	8	85,263	290,931	1,805,230	2,096,160
PIEDRA, VIDRIO Y CERAMICA	3	5,123	17,480	15,527	33,008
CALZADO Y CUERO	1	711	2,428	1,576	4,002
<b>TOTALES=</b>	<b>52</b>	<b>340,873</b>	<b>1,163,105</b>	<b>10,417,482</b>	<b>11,580,588</b>

TABLA 1. MUESTRA ANALIZADA POR SECTORES INDUSTRIALES

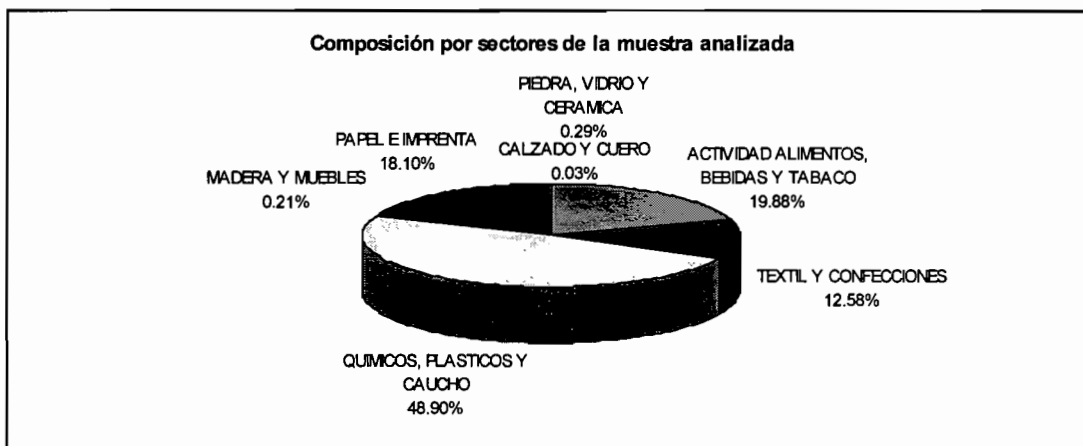


FIGURA 1. COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA ANALIZADA

En cuanto a la composición regional de la muestra, la zona geográfica que tuvo mayor representatividad en cuanto a la demanda eléctrica fue la zona suroccidental (31%), central (30%), occidental (28%) y costa atlántica (11%). En la tabla 2, se observa la demanda promedio, de acuerdo a la región:



REGION	Muestra analizada	
	No. industrias	Demanda elect. prom.* [kW]
1	13	103,150
2	16	106,855
3	10	33,360
4	27	97,507
<b>TOTAL [kW]</b>	<b>66</b>	<b>340,873</b>

\* Estan descontadas las demandas de las industrias que no aplicaron

**TABLA 2 DEMANDA PROMEDIO ANALIZADA DE LA MUESTRA POR REGION**

### **2.3 MODELO, TECNOLOGÍAS Y COMBUSTIBLES UTILIZADOS PARA EL CALCULO DEL POTENCIAL**

El modelo empleado en el calculo del potencial esta basado en el dimensionamiento óptimo de plantas de cogeneración para cada una de las industrias de la muestra, según su estrategia operativa. Esto es, identifica el tipo y tamaño de instalación cogeneradora que se adecua a sus demandas de energía eléctrica y calor, considerando también las ventajas económicas que trae el proyecto dentro del escenario económico donde se encuentre la industria.

Las tecnologías y combustibles a evaluar para cada industria de la muestra son las siguientes:

- ✓ CICLOS COMBINADOS: Combustible: gas natural
- MOTORES DIESEL: Combustible: Diesel
- TURBINA A GAS: Combustible: gas natural
- CICLOS A VAPOR: Combustible: carbón mineral.

Aunque se pueden modelar otros combustibles, se decidió utilizar estos ya que son los típicos para cada tecnología. La entrada al modelo de dimensionamiento optimo, es el precio de este por unidad energética

(US\$/MBtu), por lo cual cualquier tipo de combustible aplicable a la tecnología podría ser modelado para el dimensionamiento de la planta cogeneradora.

Para ejecutar el modelo de dimensionamiento óptimo, se establecieron variables, técnicas, económicas y operativas.

## 2.4 RESULTADOS POR TECNOLOGÍA

Con la información recibida por parte de los industriales, se ejecutó el modelo de dimensionamiento óptimo para plantas de cogeneración para cada tecnología, de acuerdo a las variables anteriormente identificadas. Los resultados obtenidos mostrados en las figuras 2 y 3 corresponden al potencial técnico de cada tecnología aplicada en las industrias analizadas.

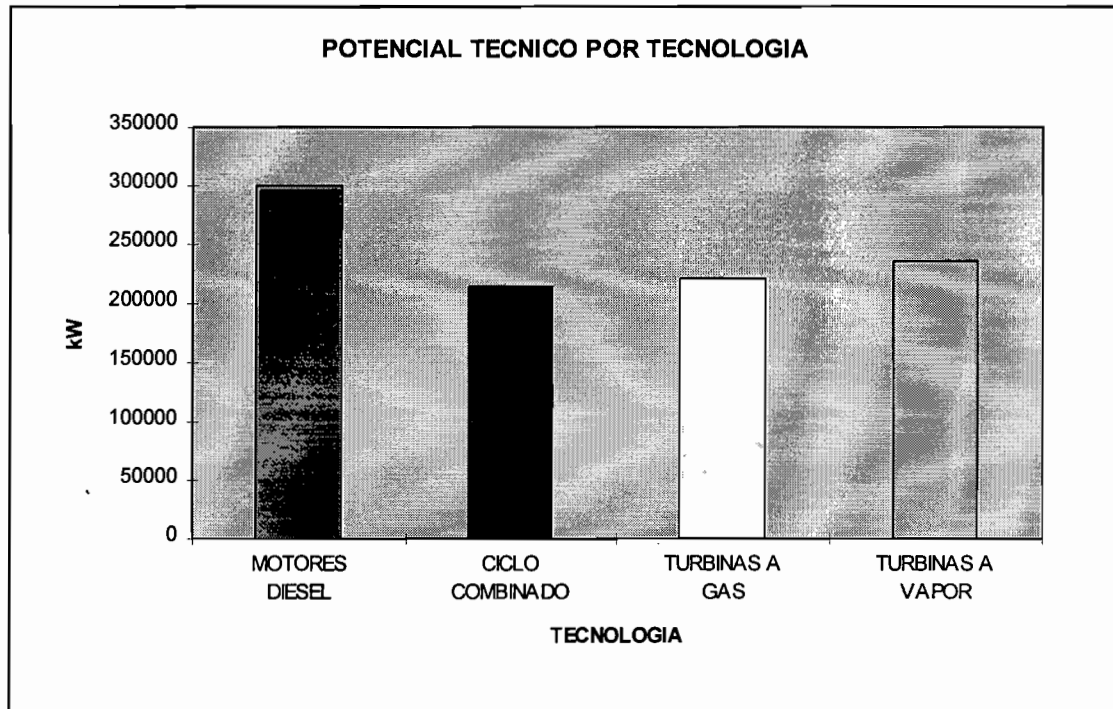
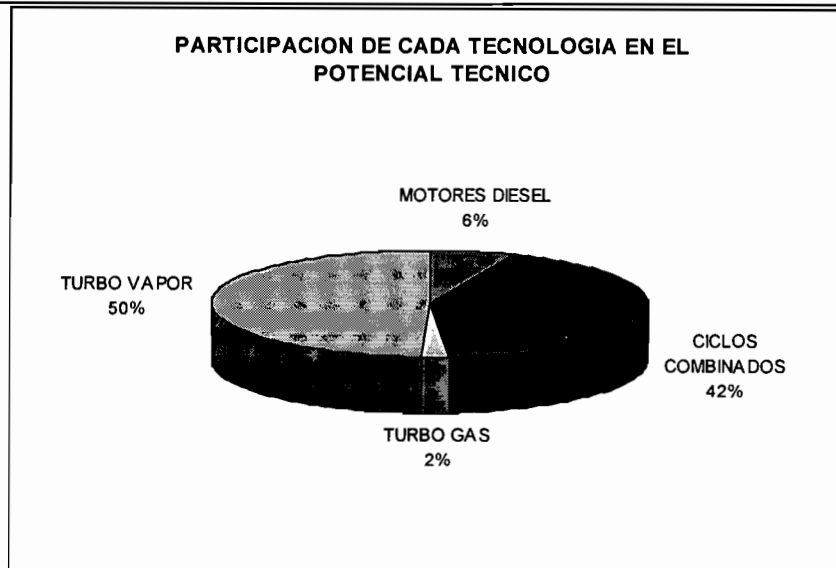


FIGURA 2 POTENCIAL TÉCNICO DE COGENERACION POR TECNOLOGÍA



**FIGURA 3 PARTICIPACIÓN DE LA TECNOLOGÍA EN EL POTENCIAL TÉCNICO**

## **2.5 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGÍAS**

Dado que cada tecnología para una industria particular resulta en un tamaño particular del equipo y por ende diferentes costos de inversión inicial y flujo de caja durante el periodo de evaluación, se analizó cada caso para determinar la tecnología por la cual optaría la industria para llevar a cabo el proyecto de cogeneración.

Esta decisión es eminentemente económica y se basa en la mayor rentabilidad del proyecto. El criterio que se utilizó consiste en elegir aquella configuración cuya inversión inicial y costos de operación y mantenimiento representen el menor valor presente del proyecto (el flujo de caja para el proyecto esta formado únicamente por egresos), pues a priori sería la que proporciona el mayor ahorro respecto al estado inicial o sin proyecto.

El potencial técnico para las industrias analizadas, es de 248 MW, discriminados según cada tecnología como se muestra en la figura 3.

## 2.6 ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA DE LOS PROYECTOS

A partir de la determinación del potencial técnico, se realizó la evaluación para establecer aquellos proyectos que son realmente viables financieramente para la industria, lo cual se logra comparando los resultados de la empresa con la implementación del proyecto, con el estado de costos actuales para cada industria sin proyecto.

La situación actual (sin proyecto) de la empresa, se obtiene al cuantificar los costos que tiene la empresa en la actualidad para suplir la demanda eléctrica y la demanda térmica. Estos valores se obtienen básicamente del costo por kilovatio-hora de energía eléctrica y los egresos por combustibles para generación térmica.

Los proyectos de cogeneración seleccionados en el análisis comparativo por tecnologías serán viables financieramente si la tasa interna de retorno calculada a través del flujo incremental es atractiva para la industria. En este análisis incremental se tiene en cuenta los impuestos sobre las utilidades (35%) y el efecto de la depreciación (método lineal a 10 años) sobre el flujo de caja del proyecto.

De acuerdo a lo anterior, y tomando como base una tasa interna de retorno para el industrial del 12% anual en términos constantes, el potencial económico es de 177 MW para las 51 industrias tomadas como base para el presente estudio. Lo anterior significa que el potencial económicamente factible es menor en un 28% al potencial técnico.

A continuación se presenta la composición de este potencial por actividades económicas de las industrias (figura 4) y por regiones (figura 5), donde se destaca que el sector con mayor potencial de desarrollo, de acuerdo a las encuestas recibidas, es el sector textil con una participación del 35%, seguido por el sector de papel e imprenta con un 29%. Por regiones, el mayor potencial factible económicamente se encuentra localizado en la región occidental (43%), seguida por la región suroccidental con un 37%.

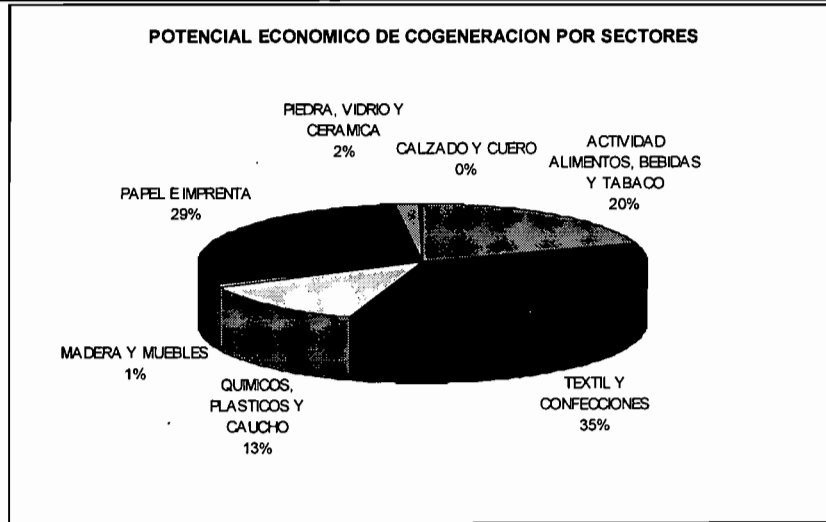


FIGURA 4 POTENCIAL ECONOMICO POR SECTORES ECONOMICOS

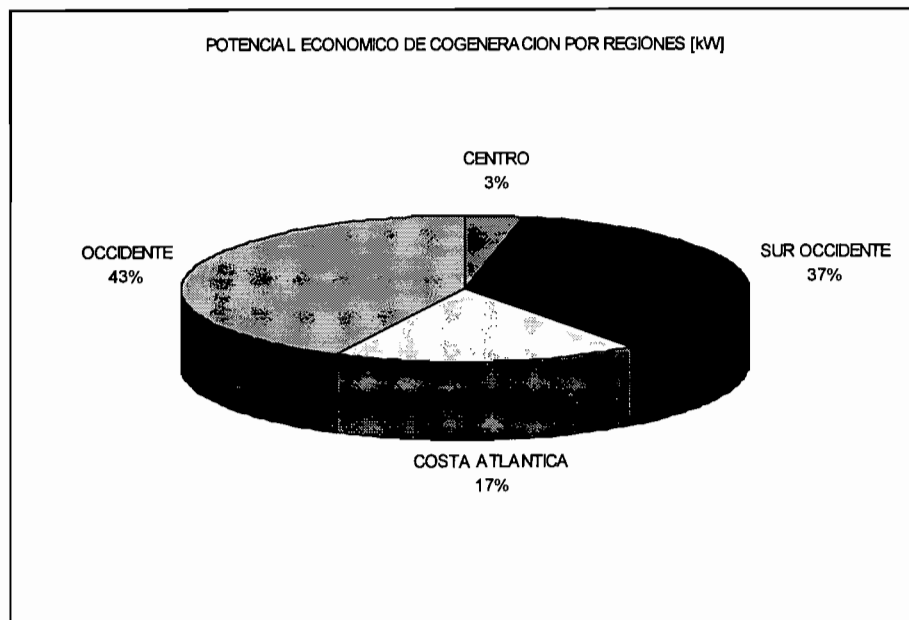


FIGURA 5 POTENCIAL ECONOMICO POR REGIONES

## 2.7 POTENCIAL DE COGENERACIÓN

Uno de los objetivos de este estudio es la determinación del potencial de cogeneración para Colombia, determinado con base en una encuesta industrial realizada sobre los posibles potenciales de cogeneración. Con base a esta información se obtuvo un potencial técnico de 248 MW y un potencial económico de 177 MW.

El potencial dado no tiene en cuenta o no se le ha descontado los potenciales de autogeneración y cogeneración que ya tienen instalados algunas industrias. Con la información obtenida en las encuestas, se determinó que la autogeneración actual alcanza el valor de 41 MW<sup>1</sup>, mientras la cogeneración es de 64 MW. De los proyectos económicamente viables, la cogeneración actual alcanza un valor de 44 MW, mientras la autogeneración es de 17 MW.

Además en la evaluación financiera realizada para evaluar el potencial económico de cogeneración no se tuvieron en cuenta los equipos de autogeneración o cogeneración que en este momento posean las industrias, por lo que el valor de 177 MW es factible considerando proyectos independientes de los equipos existentes para alguna de estas prácticas.

Tanto en el potencial técnico como en el económico, se observa que el aumento en la capacidad de generación eléctrica por medio de las plantas de cogeneración, no supera a la demanda, es decir que la implementación de estos proyectos traería únicamente una sustitución de la demanda de energía, ya que la energía que antes consumían las industrias es liberada hacia otros usuarios del sistema. Se observa que la potencia media demandada por las industrias es de 340 MW, mientras los potenciales técnico y económico son menores.

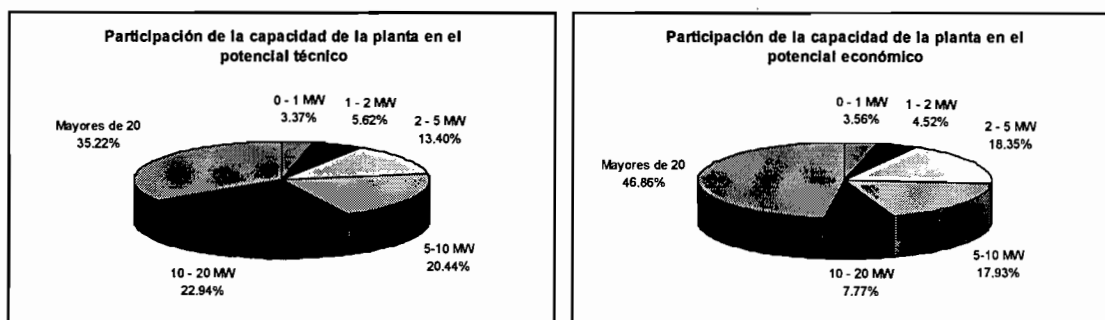
En cuanto al tamaño de las plantas, el 70% del potencial tanto técnico como económico, se suplirá con plantas mayores de 5 MW de capacidad. En la tabla 3 y en la figura 6, se observa la participación por tamaños de planta en los potenciales de cogeneración, además de la cantidad de industrias que dispondrían de estos tamaños.

---

<sup>1</sup> Excluyendo Ecopetrol

Capacidad planta en MW	Potencial Técnico		Potencial económico	
	Cantidad de industrias	Participación %	Cantidad de industrias	Participación %
0 - 1 MW	18	3.37%	11	3.56%
1 - 2 MW	10	5.62%	7	4.52%
2 - 5 MW	10	13.40%	9	18.35%
5-10 MW	7	20.44%	4	17.93%
10 - 20 MW	4	22.94%	1	7.77%
Mayores de 20	3	34.22%	3	47.86%
<b>Totales</b>	<b>52</b>	<b>100%</b>	<b>35</b>	<b>100%</b>

**TABLA 3 PARTICIPACIÓN EN EL POTENCIAL DE COGENERACION POR TAMAÑOS DE PLANTAS**



**FIGURA 6 PARTICIPACIÓN DE LOS TAMAÑOS DE LAS PLANTAS EN EL POTENCIAL DE COGENERACION**

Los anteriores resultados fueron obtenidos de una muestra que cubre el 66% del total de la energía consumida (eléctrica + térmica) de la muestra seleccionada según SIE. Para proyectar los resultados obtenidos, hacia el total de la muestra que se pretende analizar, las industrias se agruparon por sectores de actividad económica<sup>2</sup>. Tanto para la muestra obtenida como para el total de las industrias a las cuales se les envió la encuesta, se compararon las demandas totales de energía y según dicha relación o extrapolación se estimó, que el potencial técnico total, llegaría a una cifra aproximada de 420 MW. En la tabla 4 se observa este potencial estimado, desagregado por actividades de producción.

*No en cuenta*

<sup>2</sup> Se clasifica por actividad económica dado que para un mismo sector las relaciones potencia/calor son similares

SECTOR	Potencial técnico estimado [MW]
ALIMENTOS, BEBIDAS Y TABACO	145
TEXTIL Y CONFECCIONES	79
QUIMICOS, PLASTICOS Y CAUCHO	40
MADERA Y MUEBLES	8
PAPEL E IMPRENTA	98
PIEDRA, VIDRIO Y CERAMICA	44
CALZADO Y CUERO	9
<b>TOTAL =</b>	<b>423</b>

**TABLA 4 POTENCIAL TÉCNICO ESTIMADO POR ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN**

El potencial económico no se estima debido a que este depende de las condiciones particulares de cada industria, como son los costos de energía eléctrica, combustibles, operación y mantenimiento y el retorno esperado sobre la inversión.

Vale la pena resaltar que el calculo del potencial termodinámico por su misma definición conduciría a un valor considerablemente superior al calculado en el presente estudio, pero su viabilidad en la práctica presenta gran incertidumbre, por lo que este estudio se ha centrado en la determinación de los potenciales más probables, como son el técnico y el económico.

El potencial técnico es aquel que eventualmente podría ser instalado sin tener en cuenta aspectos económicos y de mercado de la planta. El potencial económico se puede observar como aquel que tiene mayores posibilidades de ser ejecutado, debido a que presenta indicadores aceptables de rentabilidad financiera, pero que no se ha desarrollado debido a causas tales como :

- Incertidumbre en variables como precios de combustible y tarifa de la energía de respaldo
- Carencia de reglamentación para los cogeneradores
- Grandes requerimientos de inversión y falta de recursos financieros para acometer esta clase de proyectos



- Poca incidencia de los costos de energía y combustible, dentro de la estructura de costos totales de la empresa
- Falta de divulgación de la cogeneración en el sector industrial
- Situación política y económica del país

Este potencial económico podría incrementarse y acercarse más hacia el potencial técnico, si existiesen medidas y políticas que fomenten la cogeneración, considerando los grandes beneficios que trae para el país, entre ellos el aumento en la capacidad de generación eléctrica y el mejor uso de los recursos energéticos del país.

### **3. ESTADO DEL ARTE DE LA COGENERACIÓN**

#### **3.1 GENERAL**

La cogeneración se define como un método eficiente para la producción combinada y secuencial de potencia eléctrica y/o mecánica y vapor o calor para procesos, el cual optimiza la energía suministrada como combustible, para así maximizar la energía producida para consumo.

La cogeneración se puede realizar por medio de ciclos superiores o inferiores. En un ciclo superior se genera la potencia en primera instancia, y una vez parte de la energía química del combustible ha sido convertida en potencia al eje, el resto de energía (que se encuentra como energía térmica) se suministra al proceso. En un ciclo inferior, inicialmente se utiliza el combustible para suministrar energía térmica al proceso y posteriormente, la energía térmica sobrante se utiliza para generar potencia al eje. La selección de un ciclo superior o inferior depende principalmente de los niveles de temperatura requeridos por el proceso y la configuración del mismo.

#### **3.2 CICLOS PARA COGENERACIÓN**

Muchas de las consideraciones de ciclos para cogeneración de potencia aplican igualmente para plantas de cogeneración. Debido a lo anterior, se puede cogenerar con: Turbinas de gas con recuperación del calor de escape, Turbinas de gas en ciclo STIG, Ciclos combinados, Plantas de vapor en ciclo Rankine, y motores reciprocantes.

##### **3.2.1 Cogeneración con turbinas de gas con recuperación del calor de escape**

En la cogeneración con turbinas de gas, parte de la energía contenida en el combustible se convierte en energía. La energía restante que se encuentra en los gases de escape de la turbogas es aprovechada por medio de una caldera de recuperación de calor que transfiere parte del calor contenido en los gases a la sustancia que se desee calentar o evaporar.

### **3.2.2 Cogeneración con turbinas de gas en ciclo stig<sup>1</sup>**

El ciclo STIG es un ciclo en el cual se inyecta vapor en la turbina de gas con el objeto de aumentar su potencia, su eficiencia, y reducir la producción de NO<sub>x</sub>. El vapor es generado en una caldera de recuperación de calor aprovechando la energía de los gases de escape de la turbina de gas.

### **3.2.3 Cogeneración con turbinas de vapor**

En la cogeneración con ciclos térmicos convencionales, el vapor inicialmente producido en una caldera a determinadas condiciones de presión y temperatura, las cuales son mayores, o iguales, que las requeridas por el proceso. Posteriormente, el vapor a alta presión se expande en la turbina de vapor hasta llegar a los niveles de presión que el proceso necesita, punto en el cual el vapor se extrae de la turbina.

### **3.2.4 Cogeneración con ciclos combinados**

En una central de ciclo combinado, un ciclo de turbina de gas y un ciclo de turbina de vapor se combinan conformando un sistema que puede producir electricidad y calor para proceso. Los gases de escape de la turbina de gas suministran la energía requerida para los ciclos de agua y vapor.

### **3.2.5 Cogeneración con motores reciprocantes**

En un motor reciprocante, aproximadamente el 40% de la energía del combustible se convierte en potencia al eje. Un buen porcentaje de la energía restante que se encuentra en forma de energía térmica se puede recuperar de los gases de salida del motor y los sistemas de enfriamiento.

## **3.3 COMBUSTIBLES**

Las plantas en base a calderas convencionales y turbinas de vapor son muy flexibles en cuanto a combustibles se refiere. Lo anterior debido a que los gases de combustión y/o cenizas no interactúan directamente con el equipo de generación (turbinas). En cuanto a la turbinas de gas y motores reciprocantes se refiere, estos requieren combustibles más limpios y/o tratados.

Los siguientes son algunos combustibles que pueden ser usados en turbinas de gas y motores reciprocantes (algunos requieren tratamiento previo): Gas natural, Gas de desecho de plantas siderurgicas, Diesel o Fuel-Oil No 6, Aceites pesados, Carbón.

### 3.4 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS DIFERENTES TECNOLOGIA

GENERATION CYCLE	CHARACTERISTICS								
CENTRAL STATION (UTILITY) FOSSIL FUEL-FIRED STEAM POWER PLANT (CONVENTIONAL POWER GENERATION)	- Fuel utilization effectiveness: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Output power: 35% approx.</li> <li>• Condenser losses (heat rejection) approx. 48%</li> <li>• Stack and miscellaneous boiler losses approx. 17%</li> </ul>								
INDUSTRIAL ISOLATED POWER AND PROCESS HEAT PRODUCTION (NO- COGENERATION)	a) Electric power generation: HR: 10500-12000 BTU/kW-h approx. b) Steam Generation <table border="1" data-bbox="837 768 1382 1140" style="margin-left: 40px;"> <thead> <tr> <th data-bbox="837 768 1105 868">FUEL</th> <th data-bbox="1105 768 1382 868">HHV BOILER EFFICIENCY [%]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="837 868 1105 959">Natural Gas</td> <td data-bbox="1105 868 1382 959">82-84</td> </tr> <tr> <td data-bbox="837 959 1105 1051">Fuel-Oil - 6</td> <td data-bbox="1105 959 1382 1051">86-88</td> </tr> <tr> <td data-bbox="837 1051 1105 1140">Pulverized C</td> <td data-bbox="1105 1051 1382 1140">87-89</td> </tr> </tbody> </table>	FUEL	HHV BOILER EFFICIENCY [%]	Natural Gas	82-84	Fuel-Oil - 6	86-88	Pulverized C	87-89
FUEL	HHV BOILER EFFICIENCY [%]								
Natural Gas	82-84								
Fuel-Oil - 6	86-88								
Pulverized C	87-89								
CONVENTIONAL (RANKINE) STEAM (TOPPING) CYCLE (BY PRODUCT ELECTRIC POWER)	- Fuel utilization effectiveness: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Boiler associated losses: 15%</li> <li>• Other losses: 1%</li> <li>• Power and process heat output: 84%</li> </ul>								
GAS TURBINE (BRAYTON CYCLE) WITH WASTE HEAT BOILER (HEAT RECOVERY BOILER OR STEAM GENERATOR: HRB, HRSG)	- Fuel utilization effectiveness: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 72% Power output and process steam approx.</li> <li>• 28% Stack and other losses</li> </ul>								
COMBINED-CYCLE TOPPING COGENERATION STEAM SYSTEM	- Thermal efficiency: 70% approx.								
TOPPING DIESEL COGENERATION CYCLE	- 40% approx. of fuel used is converted to electricity								

#### **4. GENERALIDADES DEL ESTUDIO AMBIENTAL**

El capítulo ambiental del Estudio sobre el Desarrollo del Potencial de Cogeneración en el País, tuvo como objetivo primordial determinar los efectos ambientales potenciales, producto de los procesos de cogeneración, la legislación aplicable a estos y las medidas de mitigación necesarias para atenuar o eliminar los efectos ambientales que se puedan generar durante su desarrollo.

##### **4.1 MARCO AMBIENTAL GENERAL**

Se estima que un proceso de cogeneración ahorra alrededor de un 30% de consumo de combustible, para producir la misma cantidad de energía térmica y eléctrica que se producía considerando los dos procesos realizados en forma independiente, lo cual, ambientalmente, implica lo siguiente:

- Incremento en los costos de combustible
- 30% más de emisiones atmosféricas
- Mayor volumen de efluentes líquidos
- Fuentes de ruido independientes
- Instalaciones industriales independientes
- Control ambiental separado
- Incremento en los costos de tratamiento y control ambiental

Un proyecto de cogeneración además de ser ambientalmente viable, también está acorde con las políticas estatales de ahorro de energía y es compatible con la doctrina del desarrollo sostenible, la reconversión industrial y la adopción de tecnologías limpias, contenidas en la siguiente normatividad:

Constitución Política de Colombia 1991, artículos 80, 338 y 340.  
Ley 99 de 1993 artículos 1,3,42,43 y 45.  
Decreto 948 de 1995 artículos 99 a 106

La cogeneración en el estudio que se adelanta, parte de la base de industrias y equipos existentes, los cuales pueden ser optimizados, por consiguiente, la mayoría de impactos ambientales ya han sido causados en especial aquellos referentes a:

- Impactos por localización: Deterioro paisajístico
- Impactos por operación: Alteración de la presión sonora en áreas circundantes, Vertimientos de efluentes industriales y domésticos, Emisiones atmosféricas, Influencia en la calidad de aire, Generación y disposición de residuos sólidos, Influencia en la actividad y dinámica socioeconómica.

#### **4.2 IMPACTOS AMBIENTALES DE LOS PROCESOS DE COGENERACIÓN**

Los procesos de cogeneración, en sus diferentes ciclos comparten la problemática de la generación térmica, en general, y sus efectos sobre el medio ambiente están ligados principalmente con el combustible utilizado y parámetros de operación de la fuente, tales como: Tipo de combustible utilizado, poder calorífico del combustible, Contenido de cenizas, contenido de azufre, características técnicas de operación.

Un combustible de bajo poder calorífico y alto contenido de cenizas y azufre (Carbón) tendrá un mayor efecto negativo sobre el medio circundante, que un combustible sin azufre y cenizas como el gas natural, sin embargo, también son de importancia las características técnicas de operación, como inyección de aire, temperaturas en el punto de llama y mantenimiento preventivo, entre otras.

#### **4.3 COMBUSTIBLES PARA LOS PROCESOS DE COGENERACION**

Para el análisis ambiental de los procesos de cogeneración, solamente se tuvieron en cuenta combustibles sobre los cuales existe suficiente información acerca de sus características (Carbón, Fuel-Oil, y Gas Natural). Igualmente se desecharon del análisis aquellos que por sus características contaminantes se encuentran en proceso de retiro del mercado, en

concordancia con las tendencias de legislación Ambiental Nacional y acuerdos internacionales (Crudos pesados y emulsiones). Además se presenta un breve análisis de la utilización del bagazo de caña de azúcar.

El bagazo es uno de los combustibles biológicos más usados en el mundo para generar energía, empleándose básicamente para producir vapor en las calderas a baja presión y generar la energía requerida para la fabricación de azúcar. El bagazo de caña de azúcar junto con el carbón mineral, se constituye en uno de los energéticos de mayor consumo en el departamento del Valle del Cauca. Gracias a sus elevados requerimientos de vapor, energía térmica, fuerza motriz y electricidad, en el sector azucarero se ha desarrollado el sistema de cogeneración, cuyo energético básico es el bagazo. El poder calorífico de este subproducto, el carácter mismo del subproducto, las bajas demandas por usos alternativos y su abundancia relativa, ha permitido que en la industria azucarera se presente un alto grado de integración vertical en la producción de los requerimientos energéticos.

De una tonelada de caña se obtiene en promedio 0.306 toneladas de bagazo. El poder calorífico del bagazo depende de los grados de húmeda y su valor típico es de 3285 BTU/lb.

De acuerdo con información suministrada por la EPA, el bagazo presenta bajas emisiones de partículas, las emisiones de dióxido de azufre son insignificantes, es muy poco lo que se conoce en cuanto a las emisiones de los Nox, sin embargo son mínimas al igual que las emisiones de HC y CO.

El bagazo de caña es sin duda un energético eficiente desde el punto de vista económico.

#### **4.4 EMISIONES ATMOSFÉRICAS**

En la Tabla, se resumen las principales características de emisión de diferentes combustibles de acuerdo a criterios de la EPA (US ENVIRONMENTAL AGENCY) . Próximamente la legislación colombiana emitirá las normas correspondientes.



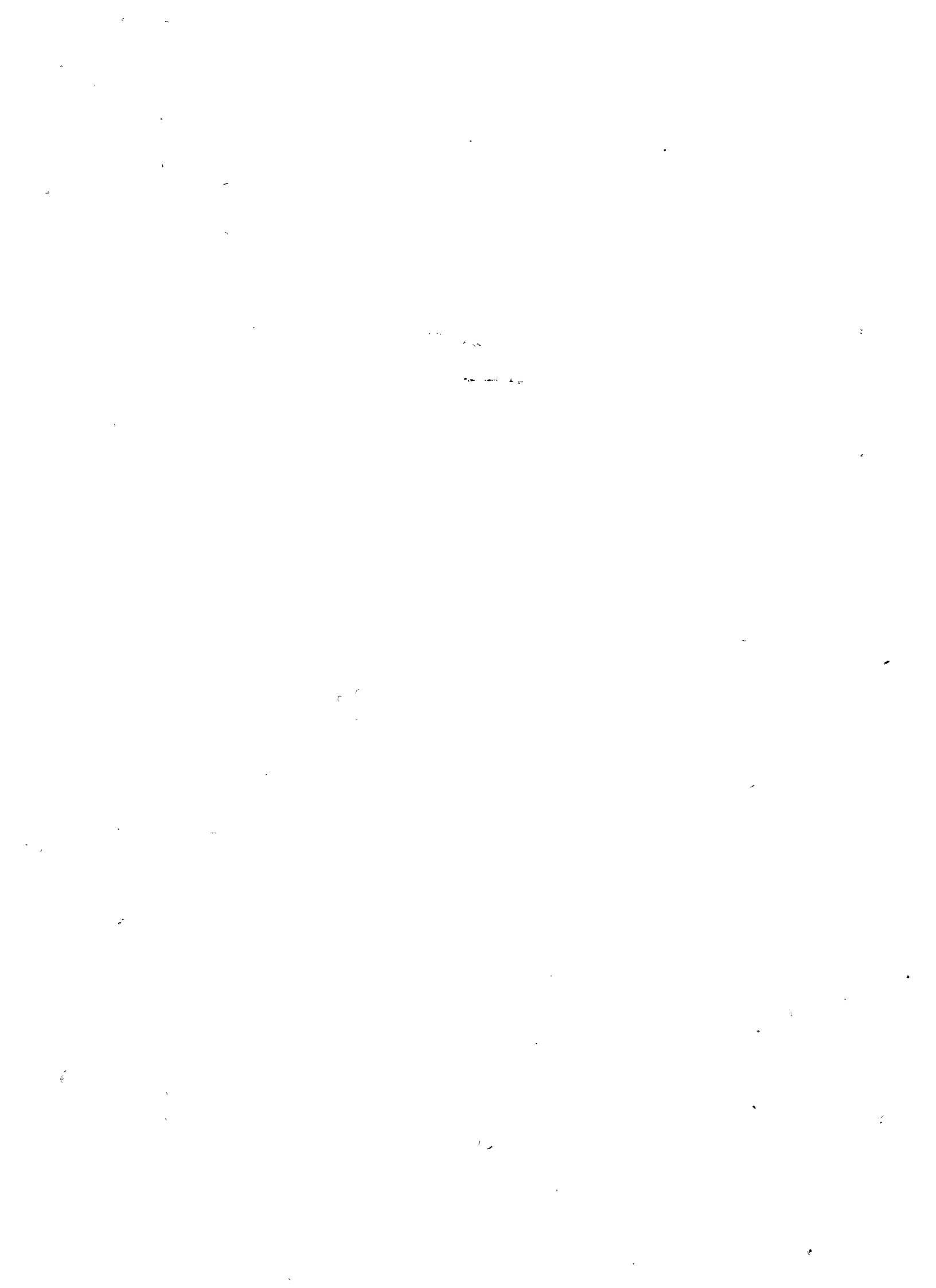
<b>AIR</b>		
SO <sub>2</sub>	Pulverized Coal Fire Boilers, New Units	- 70-90% reduction of potential SO <sub>2</sub> emissions and 1.2 Lb/MMBTU or - At Least 70% reduction of potential SO <sub>2</sub> emissions and 0.6 Lb/MMBTU Maximum Limit.
	Oil-Fired Boilers, New Units	0.3 Lb/MMBTU.
	Gas-Fired Boilers, New Units	0.2 Lb/MMBTU.
NO <sub>x</sub>	Pulverized Coal Fire Boilers, New Units	0.5 Lb/MMBTU for subbituminous Coal. 0.6 Lb/MMBTU for subbituminous Coal.
	Gas-Fired Combustión Turbines, New Units	The limits are defined by a formula that gives the maximum NO <sub>x</sub> in ppmv corrected for heat rate and fuel nitrogen. Typical Value: 0.35 Lb/MMBTU (a much higher value than the value that is achievable by current technology). A review based on best available control technology (BACT) is performed.
particulate	New Units	0.03 Lb/MMBTU
opacity	New Units	20 %
<b>WATER</b>		
Discharge streams include Low-Volume wastes, chemical cleaning wastes, bottom ash transport water, fly ash transport water, once through condenser water, and cooling tower blowdown	Cooling Tower Blow-down	pH: 6-9 Chlorine: 0.2 mg/L average value max 0.5 mg/L free available chlorine Trace Metals: 0.2 mg/L Chromium 1.0 mg/L Zinc
<b>NOISE</b>		
	In new plants	90 dba max. OSHA Standards-8 hours exposure.
	In community	65 dba / 55 dba day/night at perimeter of the generating unit.

### Generating Unit Emission Regulations

#### 4.5 CONTAMINACIÓN HÍDRICA

La contaminación hídrica proviene del sistema de condensación de vapor, en el proceso industrial o en las turbinas de generación a vapor.

En procesos térmicos industriales convencionales, se acostumbra instalar torres de enfriamiento, lo cual disminuye en muchos casos los costos de





tratamiento y de agua, y contaminación térmica en el cuerpo receptor. También existen sistemas abiertos donde el agua caliente proveniente de la condensación de vapor o sistemas de refrigeración, son dispuestas en forma directa al cuerpo receptor.

En general se estima que el riesgo de contaminación térmica de cuerpos de agua o alcantarillados urbanos, para los procesos de cogeneración es bajo.

#### **4.6 CONTAMINACIÓN POR RUIDO**

Las principales fuentes de contaminación sonora en los procesos de cogeneración, son las turbinas generadoras y las calderas de vapor.

La presión sonora por lo general afecta el ambiente de trabajo directo de la industria y los alrededores, para el caso de industrias ubicadas en zonas delimitadas como de uso industrial, la legislación es más permisiva. Problemas relacionados con niveles de presión sonora, en procesos de cogeneración, estarían por lo general asociados a tres escenarios y condiciones de diseño definidas así:

- Ambiente de trabajo: Cuando no se cuenta con programas de seguridad laboral, industrial y medicina de trabajo.
- Área de influencia directa: Cuando el diseño e instalación de la industria no previno el establecimiento de barreras aislantes y perímetro de seguridad, para garantizar niveles permisibles de presión sonora, en áreas adyacentes a la fuente de generación.
- Área de influencia indirecta: Cuando el diseño e instalación de la industria no previno el establecimiento de barreras aislantes y perímetro de seguridad, para garantizar niveles permisibles de presión sonora, en áreas adyacentes a la fuente de generación.
- Área de influencia indirecta: Cuando la localización de la industria o de los predios vecinos no está acorde con el uso de la tierra, definido por el ente encargado de la planeación municipal, y no se previo el establecimiento de áreas de amortiguación, aislantes o barreras protectoras.

#### **4.7 CONTAMINACIÓN POR RESIDUOS SÓLIDOS**

Este aspecto se considera crítico en aquellos procesos donde la cogeneración se llevará a cabo con carbón, la contaminación por residuos sólidos depende básicamente del consumo de carbón y su contenido de cenizas. Otros combustibles como el gas natural y destilados del petróleo, tienen bajos contenidos de ceniza, y por lo tanto no son considerados.

El volumen de cenizas que queda en el colector de cenizas y el que sale por la chimenea, depende entre otras, de las siguientes condiciones: Contenido de cenizas del combustible, inyección del combustible, Turbulencia y presiones en la cámara de combustión, Inyección de aire, Calidad de la combustión.

Se han realizado diversos estudios con el fin de dar una utilidad práctica y de uso masivo a estas cenizas, en la producción de ladrillo, rellenos para la construcción y otros, sin embargo, aún no se ha encontrado una solución satisfactoria, por lo que en la actualidad se disponen en rellenos sanitarios. En industrias donde la producción de cenizas es baja su disposición se hace a través de los sistemas de disposición urbanos de basura.

#### **4.8 OTROS POTENCIALES EFECTOS AMBIENTALES**

Otros factores de deterioro ambiental, causados por la actividad de la cogeneración, como el paisajístico y cambios en el uso del suelo no son considerados, puesto que se trata de la optimización o modificación de procesos en industrias existentes, estos efectos ya han sido causados y la cogeneración no tendrá una incidencia directa sobre ellos.

#### **4.9 ASPECTOS LEGALES**

Dentro del análisis legal realizado a las regulaciones ambientales de la cogeneración se encuentran aplicables entre otras, las siguientes:

- Constitución Política de Colombia
- Código de recursos naturales, ley sanitaria nacional 09/879, decretos 1594/84, 02/82, resolución 08321/83.
- Ley 99/93, decretos 948/95, 2107/95, resolución 898/95.

#### 4.10 MANEJO Y CONTROL AMBIENTAL

Se identificaron las principales tecnologías para el manejo y control ambiental en los procesos de cogeneración, los cuales deberán ser diseñados en forma específica para cada caso.

#### 4.11 CONTROL DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS

CONTAMINANTE	COMBUSTIBLE		
	CARBON	FUEL OIL	GAS NATURAL
<b>Partículas</b>	Precipitadores electr. Filtros de manga. Ciclones. Ciclones húmedos.	Lavadores de gases. Filtros de manga.	No requieren control, emisión de partículas es muy baja.
<b>Óxidos de nitrógeno NOx</b>	Control de exceso de aire en la cámara de combustión	Control de las características de la combustión. Tratamiento catalítico. Absorción. Adsorción.	Control de las características de la combustión. Tratamiento catalítico. Absorción. Adsorción.
<b>Óxidos de azufre SO<sub>2</sub></b>	Desulfurización. Absorción. depuración. cristalización.	No requiere control cuando el contenido de azufre en el combustible es bajo.	No requieren control cuando el contenido de azufre en el combustible es bajo.
<b>Monóxido de C, hidrocarburos inquemados</b>	Control de las características de la combustión e inyección de aire	Control de las características de la combustión e inyección de aire	Control de las características de la combustión e inyección de aire.

#### 4.12. OTROS CONTROLES AMBIENTALES

ACTIVIDAD	MANEJO Y CONTROL AMBIENTAL
<b>Contaminación hídrica</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Aguas negras: Plantas de tratamiento biológico, pozos sépticos, campos de infiltración o disposición en alcantarillados urbanos.</li><li>• Aguas industriales y de cogeneración: Torres de aireación o enfriamiento, disposición solamente si el cuerpo receptor no aumenta sensiblemente su temperatura.</li></ul>
<b>Contaminación por residuos sólidos</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Reciclaje: Si se encuentra en uso adecuado a las cenizas, para construcción, relleno u otros usos industriales.</li><li>• Disposición: En rellenos sanitarios diseñados técnicamente y aprobados por la autoridad ambiental.</li></ul>
<b>Contaminación sonora</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Control de ruido directamente en la fuente: Mantenimiento y aislamiento.</li><li>• Control en el perímetro: Barreras aislantes y distancias de atenuación.</li></ul>
<b>Deterioro paisajístico</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Obras de embellecimiento y mantenimiento</li><li>• Diseño acorde con el entorno paisajístico.</li></ul>

## **5. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA**

Dentro de las practicas de autogeneración de energía eléctrica se destaca la cogeneración, que puede representar beneficios económicos al país y a las industrias que puedan implementar esta clase de proyectos. A continuación se exponen las principales aspectos económicos de los proyectos de cogeneración.

### **5.1 PUNTO DE VISTA DEL INDUSTRIAL**

Desde este punto de vista, el objetivo del industrial es maximizar sus beneficios, y su evaluación financiera estaría basada en la comparación de la situación actual (sin proyecto) como caso base y la situación en caso de implementar el proyecto de cogeneración, analizando como esta supliendo sus necesidades actualmente y como las supliría con la implementación del proyecto. La factibilidad técnica de cogeneración, se fundamenta en la generación de calor y/o vapor, y la compra de energía eléctrica a terceros (ya sea a una empresa distribuidora o a cualquier empresa comercializadora de energía).

Determinada la factibilidad técnica, se procede a determinar la tecnología y el tamaño óptimo de la planta cogeneradora. El análisis para buscar el tamaño y las tecnologías adecuadas de la planta no solo debe basarse en aspectos técnicos (básicamente demandas de electricidad y de calor y/o vapor), sino en variables económicas y comerciales, tales como costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, tarifa de compra de energía, costos de combustibles, tarifas de ventas de excedentes y aspectos regulatorios tanto comerciales, como ambientales y legales.

Con esta perspectiva el industrial puede concebir un proyecto que suministre las necesidades básicas de electricidad y calor de la industria y adicionalmente ser un generador privado de energía con opción de suministrar electricidad a terceros. Una forma de análisis consiste en buscar alternativas técnicas con distintas tecnologías y tamaños, que cumplan con los requerimientos técnicos, y evaluar financieramente cada uno de estas. Este método es iterativo y permite evaluar distintos tamaños y tecnologías, y seleccionar la alternativa con mejores indicadores financieros. Para este



estudio se diseñó un modelo de optimización para calcular el potencial de cogeneración de la industria teniendo en cuenta las variables técnico-económicas que se presentan, y su objetivo es buscar la tecnología y tamaño óptimos, por medio del menor costo de inversión, operación y mantenimiento para el industrial, comparando con la situación actual.

El fundamento para la evaluación financiera es la determinación de los costos y beneficios de la implementación del proyecto, que se obtienen a partir del análisis incremental (situaciones con y sin proyecto) y se reflejan en un flujo de fondos, con el cual se obtiene la rentabilidad del proyecto a través de distintos indicadores de rentabilidad conocidos como son: el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el periodo de repago. De acuerdo con estos indicadores y los criterios de la entidad que este realizando la evaluación, se procederá a determinar la viabilidad o no de la ejecución del proyecto. Adicionalmente, el industrial debe decidir si el proyecto sería ejecutado con recursos propios, una combinación de recursos propios y recursos externos (proyecto financiado), o mediante una concesión a compañías desarrolladoras interesadas en la ejecución del proyecto.

Entre los beneficios que tendría el industrial con la implementación del proyecto de cogeneración, son:

- Ahorros por compra de electricidad.
- Mejora en la confiabilidad del suministro al contar con una fuente alterna de energía, evitando tener dependencia total de terceros para poder cubrir su demanda total, y evitando parálisis totales de la producción debidas a una falla de la fuente externa de suministro.
- Producción de energía eléctrica como subproducto utilizando una cantidad de combustible ligeramente superior a la que necesita para suplir la demanda térmica, y a unos costos competitivos con los ofrecidos por la empresa distribuidora y/o generadora.
- Mejora en la competitividad de la industria en el mercado, debido a que al lograr una disminución en las compras totales de electricidad y de generación de energía térmica, podrá afectar favorablemente su estructura de costos de producción.

Entre los riesgos y dificultades que podría encontrar el industrial para la realización de proyectos de cogeneración, se encuentran los siguientes:

- Incertidumbre en factores tales como la disponibilidad, el precio de los combustibles y el precio de la energía eléctrica, que son variables

- dependientes del mercado y/o de decisiones gubernamentales, y que tienen gran impacto sobre la rentabilidad del proyecto de cogeneración.
- Incertidumbre en relación con la reglamentación aplicable a la cogeneración en Colombia, y a los cargos que tendría que pagar por obtener una energía de respaldo por parte de la empresa distribuidora y/o generadora.
  - Dificultad en la obtención de recursos de financiación para la ejecución del proyecto y altos costos de créditos, lo que haría que el proyecto pierda rentabilidad para el industrial.

## 5.2 PUNTO DE VISTA DE EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA

Algunas de estas empresas verían al cogenerador como un competidor en el mercado de electricidad y por lo tanto pretenderían desestimular la ejecución de proyectos de cogeneración. Otro aspecto desfavorable, es que la planta cogeneradora en algunas épocas podría requerir compras de energía a la empresa, lo que implica un complejidad en el control de la operación del sistema, por parte de las empresas distribuidoras y de las fuentes generadoras.

No obstante lo anterior, algunas compañías distribuidoras podrían ver la cogeneración como una fuente complementaria del suministro de electricidad. Las plantas cogeneradoras podrían proporcionar a las empresas distribuidoras una capacidad adicional que pudiese servir para evitar o posponer la construcción de nuevas plantas de generación. Una opción que tendrían estas empresas es la de participar en el desarrollo y ejecución de esta clase de proyectos,

Cualquiera de las dos posiciones de las empresas pudieran ser aceptables, pero estas dependerán de los escenarios económicos y del planeamiento del sistema de la empresa de energía. Además de las consideraciones de carácter económico, existen algunas consideraciones de carácter técnico que tendrán que ser revisadas conjuntamente entre el cogenerador y la empresa de energía, algunos de estos factores son la estabilidad del sistema, el control de la generación y la contratación del respaldo para la planta industrial entre otros.

### 5.3 PUNTO DE VISTA DEL PAÍS

Dentro del contexto de la economía global del país, donde interactúan distintos agentes como los industriales, las empresas de energía y diversos sectores (combustibles, mano de obra, etc.), la implementación de los proyectos de cogeneración traería los siguientes impactos:

- Mejor aprovechamiento energético de combustibles, debido a las altas eficiencias de estos sistemas y a la utilización del combustible para usos combinados de energía eléctrica y térmica.
- Ahorro financiero en capacidad de generación, por que con la implementación de proyectos de cogeneración se esta trasladando parte de la inversión pública al sector industrial. Además el sector industrial esta motivado para cogenerar por razones de rentabilidad y confiabilidad.
- Menor impacto ambiental global, debido a la satisfacción de unas necesidades de electricidad y calor, utilizando una menor cantidad de combustibles, generando un menor impacto ambiental.
- Alta eficiencia en el proceso de entrega de la energía eléctrica al usuario final, debido a que las plantas de cogeneración están proximas al usuario, reduciendo de esta manera las pérdidas causadas por la transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Incremento de la energía eléctrica disponible para otros sectores, ya que con la autogeneración de energía eléctrica por parte del sector industrial, se libera energía que podrán consumir otros sectores de la población.
- Mejora la competitividad de las industrias, debido a la reducción de costos de producción causados por los menores costos de la energía eléctrica y térmica, los cuales se pueden trasladar al precio del producto final.

Entre las desventajas que puede presentar la cogeneración dentro del

contexto nacional, esta la complejidad en el planeamiento del sector eléctrico, porque la cogeneración se puede ver como una disminución de la demanda y no como un aporte útil a la capacidad de generación, lo que implica que los cogeneradores deberán tener una gran responsabilidad en cuanto a la intensidad, forma y duración del uso del equipo generador, para poder llevar a cabo un planeamiento efectivo del sector. También la falta de normas regulatorias a nivel legal, operativo y de política energética podría llevar a un caos en la producción de energía eléctrica.

En la siguiente tabla, se resumen tanto las ventajas y desventajas para cada uno de los agentes participantes en el posible caso de la implementación de los proyectos de cogeneración

### Impactos positivos y negativos de la implementación de los proyectos de cogeneración

Industrial	Empresa de energía	País
<p><b>Ventajas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ahorros por compra de electricidad</li> <li>- Aumento de la confiabilidad del suministro de energía térmica y eléctrica .</li> <li>- Autoproducción de energía eléctrica y térmica a unos costos competitivos.</li> <li>- Mejora la competitividad de la industria.</li> </ul>	<p><b>Ventajas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuente complementaria de suministro de electricidad.</li> <li>- Ahorro o aplazamiento en inversiones</li> </ul>	<p><b>Ventajas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejor uso de los recursos energeticos.</li> <li>- Traslado de la inversión del sector público al sector privado.</li> <li>- Menor impacto ambiental.</li> <li>- Disminución de las perdidas técnicas.</li> <li>- Mayor energía disponible para otros sectores.</li> </ul>
<p><b>Riesgos y desventajas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Incertidumbre en variables como precios de combustibles y compra de energía de respaldo.</li> <li>- Falta de reglamentación.</li> <li>- Escasez y alto costo de los recursos de financiación.</li> </ul>	<p><b>Riesgos y desventajas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Competencia en el mercado de electricidad.</li> <li>- Incertidumbre y complejidad en el planeamiento y operación del sistema.</li> </ul>	<p><b>Riesgos y desventajas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Incertidumbre y complejidad en el planeamiento energetico.</li> </ul>

## 5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS TIPO

La evaluación financiera para esta clase de proyectos esta basada en el análisis incremental de la situación actual comparada con la situación incluyendo el proyecto. Lo que se busca al hacer este análisis incremental es determinar el ahorro neto que se obtendría con la implementación del proyecto, el flujo de fondos y la rentabilidad del proyecto.

En el presente estudio se elaboro una metodología para la evaluación financiera de proyectos tipo donde se evalúan casos prácticos, desde la óptica del industrial y de la empresa de energía. Además se realiza un breve repaso de los fundamentos de la evaluación financiera, enfocado hacia los proyectos de cogeneración, donde se indican los distintos elementos que se deben tener en cuenta para la realización de la evaluación financiera de proyectos y los distintos indicadores de rentabilidad.

## **6. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO Y COMERCIAL DE LA COGENERACIÓN**

La cogeneración no tiene aún, en Colombia, un marco regulatorio específico; si bien, la CREG, a quien legalmente corresponde desarrollar tal regulación aún no lo ha hecho, se ha considerado a la cogeneración un caso particular de la categoría de PRODUCTOR MARGINAL INDEPENDIENTE, categoría definida por la ley 142 de 1994 o de servicios públicos. Bajo esta consideración le serían aplicables, a los cogeneradores, tanto la normatividad general constitucional y legal aplicable a los servicios públicos, como la normatividad específica desarrollada por la CREG para la prestación del servicio de electricidad en la actividad de generación.

### **6.1 MARCO CONSTITUCIONAL Y LEGAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

Por definición constitucional los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del estado, teniendo éste el deber de asegurar su prestación a todos los habitantes del territorio nacional. Bajo éste postulado constitucional los servicios públicos los pueden prestar el mismo estado, las comunidades organizadas o los particulares, conservando el estado la facultad de regulación de control y vigilancia de los servicios.

La ley 142 de 1994, o de los servicios públicos domiciliarios, dentro de los que se encuentra el servicio de electricidad, es la reglamentación del marco constitucional. La ley 143 de 1994, denominada ley eléctrica, establece el régimen de las actividades del servicio de electricidad, siendo éstas la INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN, GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN. La ley 143 también determina la estructura operativa y los propósitos de la planeación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional, donde a la Unidad de Planeación Minero Energético, UPME le ha asignado la funciones inherentes a la elaboración de los planes de expansión, correspondiéndole de conformidad con los estudios que adelante, incluir o no a la cogeneración en dichos planes.

## **6.2 PRODUCTOR MARGINAL INDEPENDIENTE**

Para el Productor Marginal Independiente, definido en el art. 14 de la ley 142, categoría de generador de electricidad, de la cual el cogenerador es un caso particular, el art. 16 de la ley 142 de 1994, establece un alcance general de aplicación normativa. Por su parte la CREG, en su función de regulación, en el art. 10 de la resolución 55 de 1994, dio el marco general de comercialización de la energía excedente de los Productores Marginales Independientes.

## **6.3 NORMATIVIDAD APLICABLE**

Teniendo en cuenta tales artículos, a los cogeneradores, considerados como Productores Marginales Independientes, se les podría aplicar los siguientes aspectos de la normatividad de las leyes 142 y 143 de 1994 y resoluciones CREG:

- a) Lo relativo a registro ante la Creg, concesiones, permisos ambientales y sanitarios y permisos municipales.
- b) El Título II de la ley 142 que establece el régimen para la celebración de actos y contratos de las empresas prestadoras de servicios públicos.
- c) Como generadores de electricidad que pueden producir excedentes para la venta masiva a terceros, se les aplicaría la normatividad respecto de la integración al SIN; y la regulación de la generación y comercialización de la energía en el SIN (res. CREG 55/94).
- d) En el caso eventual de que la CREG, ordenara, a la persona jurídica que cogenera, convertirse en Empresa de Servicios Públicos, se le aplicaría la normatividad correspondiente a dichas Empresas; y
- e) La normatividad general de regulación de la CREG; y la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos.



#### **6.4 VACÍOS REGLAMENTARIOS DE LA NORMATIVIDAD APLICABLE A LOS COGENERADORES.**

La normatividad de los servicios públicos que podría aplicarse a los cogeneradores, considera a éstos exclusivamente desde el punto de vista del mercado, como generador de excedentes de energía, sin tener en cuenta aspectos positivos inherentes a la cogeneración que motivarían su promoción.

El análisis sobre un marco reglamentario de la cogeneración en Colombia debería incluir el estudio del alcance de dichos aspectos positivos, tales como un mejor impacto ambiental, mejor aprovechamiento de combustibles, menor impacto en la industria por baja confiabilidad en el suministro de energía, mejora en la competitividad de las industrias nacionales por reducción de costos, mayor cantidad de energía disponible en el sistema interconectado, liberación de recursos económicos del sector eléctrico utilizables en otros proyectos, por la inversión de capital privado industrial en la generación eléctrica, entre otros.

El dimensionamiento real de tales aspectos positivos de la cogeneración, implicaría el análisis de formas de incentivar al industrial colombiano a participar en proyectos de cogeneración, entre los que se podrían considerar la seguridad en la venta de los excedentes producidos; seguridad en la obtención de la energía de respaldo en condiciones favorables; determinación de precios estables de los combustibles; y posiblemente aranceles especiales para la importación de equipos de cogeneración.

La reglamentación debe considerar aspectos tales como: formas de calificar para ser considerado como un cogenerador, definiciones básicas, permisos y tramites a seguir, obligaciones y derechos, y en general todos los aspectos relacionados con la operación, funcionamiento e interconexión de las plantas cogeneratoras dentro del contexto del sistema eléctrico nacional y/o regional.